

## DELIBERATION N° 2022-212

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 juillet 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (EDF Guyane) et la société Sinnamary Biomasse Energie (SBE) pour le projet de centrale de production d'électricité à partir de biomasse située dans la commune de Sinnamary en Guyane

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 12 octobre 2020 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), d'un projet de contrat établi entre la société EDF et la société Sinnamary Biomasse Energie (SBE), filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale de production d'électricité à partir de biomasse issue de bois immergé du lac de Petit Saut, d'une puissance de 10,56 MWe, située sur la commune de Sinnamary en Guyane.

### 1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

#### 1.1. Contexte réglementaire

En application des articles L. 121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public intégralement compensées par l'Etat comprennent notamment dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental « les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ».

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit que « le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie (...) La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la CRE a adopté le 17 décembre 2020<sup>1</sup> une méthodologie visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire en vigueur, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement, de régulation des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées (ZNI) et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

<sup>1</sup> Délibération n° 2020-319 du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf

La CRE applique cette méthodologie (ci-après « la méthodologie production ») à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a proposé par une délibération du 20 janvier 2022<sup>2</sup> à la ministre chargée de l'énergie une prime de 140 points de base pour ce projet, ayant vocation à couvrir les risques particuliers portés par le porteur de projet et à valoriser, d'une part, l'utilisation de biomasse locale et, d'autre part, l'aspect innovant du projet compte tenu de l'origine de la biomasse.

L'arrêté du 14 février 2022 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale de production d'électricité à partir de biomasse porté par la société Sinnamary Biomasse Energie et situé en Guyane fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 9,4 %.

### **1.2. Saisine de la CRE et objet du projet de contrat**

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 12 octobre 2020, d'un projet de contrat conclu entre la société EDF et la société Sinnamary Biomasse Energie, filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale de production d'électricité à partir de biomasse issue de bois immergé du lac de Petit Saut, d'une puissance de 10,56 MWe, située sur la commune de Sinnamary en Guyane.

Cette centrale valorisera la biomasse issue du bois immergé lors de la mise en eau de la retenue du barrage de Petit Saut, il y a près de 25 ans. Cette forêt immergée est gérée par l'Office National des Forêts (ONF) et sera exploitée par la société Triton. Chaque année, Triton devrait extraire de l'ordre de 150 000 à 160 000 tonnes de bois. Une partie de ce volume, sélectionnée après triage, sera utilisée pour la production de bois d'œuvre dans la scierie construite et exploitée par Triton (environ 30 000 à 40 000 tonnes par an, soit 10 à 15 000 tonnes de produit fini), les connexes de scierie seront vendus, notamment pour l'approvisionnement de la centrale de Kourou. La part de bois ne pouvant être valorisée en bois d'œuvre (environ 120 000 tonnes par an) sera, quant à elle, directement broyée et livrée à la société Sinnamary Biomasse Energie pour être valorisée en biomasse énergie. Le projet de Triton sera localisé à proximité immédiate du projet de centrale de production d'électricité, permettant ainsi une livraison directe du combustible. Selon les estimations effectuées par Triton, le volume total de bois immergé dans le lac devrait permettre d'assurer l'approvisionnement de la centrale *a minima* sur la durée du contrat.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de l'installation.

La présente délibération a pour objet d'évaluer le coût de production normal et complet de ce projet et de déterminer le niveau de compensation afférent.

## **2. ANALYSE DE LA CRE**

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie production.

### **2.1. Cohérence du projet avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie**

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Guyane, du 30 mars 2017<sup>3</sup>, prévoit un objectif pour la biomasse de +40 MW en 2023 par rapport à la capacité installée en 2015, soit une capacité totale installée portée à 41,7 MW en 2023 pour la biomasse énergie. La CRE constate que, compte tenu de la capacité des centrales en exploitation ou dont la compensation a été évaluée par la CRE à ce jour, cet objectif ne sera pas dépassé avec le projet de centrale objet de la présente délibération.

En outre, ce projet contribuera à répondre au besoin de production de base identifié à l'horizon 2028 dans le bilan prévisionnel d'EDF SEI relatif à l'équilibre offre-demande d'électricité en Guyane. Ce besoin est notamment dû au déclassement de la centrale de Dégrad des Cannes, ainsi qu'à l'augmentation attendue de la consommation d'électricité en Guyane.

### **2.2. Analyse des coûts**

La méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 prévoit que la compensation versée par EDF SEI au Producteur est déterminée comme l'empilement d'une part fixe, la Prime de Puissance Garantie (ci-après la « PPG »), et d'une part variable, le Prix Proportionnel de l'énergie (ci-après le « PPE »).

<sup>2</sup> Délibération N°2022-24 du 20 janvier 2022 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale de production d'électricité à partir de biomasse porté par la société Sinnamary Biomasse Energie et situé en Guyane

<sup>3</sup> Décret n°2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie<sup>4</sup> et compense les amortissements, les coûts fixes d'exploitation, la rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER). Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production.

Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation (combustible, consommables...).

Il comprend également une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction ainsi qu'une prime fixe négative, correspondant à la restitution de la part du crédit d'impôt perçue après la mise en service industrielle.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation.

### 2.2.1. Coûts d'investissement

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'investissements exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts est constituée de différents postes :

- Le poste « Construction » couvrant les coûts d'investissement associés au contrat clé en main contractualisé pour la fourniture de l'installation. La CRE s'est assurée que les prestataires et fournisseurs retenus ont été sélectionnés sur la base d'une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection ont été exposés par le Producteur avec un détail des offres des différents candidats.

La CRE a veillé à ce que la conception de la centrale soit cohérente avec les exigences auxquelles elle devait répondre. Certains ajustements ont ainsi été réalisés, notamment la suppression d'éléments de la chaîne biomasse qui, après concertation avec le Producteur, ne se sont pas révélés indispensables au bon fonctionnement de l'installation.

La CRE s'est également assurée que les coûts exposés étaient représentatifs d'une installation performante et cohérents avec ceux observés sur d'autres centrales. En particulier, la CRE a vérifié que les écarts constatés, à la hausse et à la baisse, se justifiaient par les spécificités de l'installation et les contraintes auxquelles elle était soumise (régime ICPE - installations classées protection de l'environnement - par exemple).

- Le poste « Frais d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre » couvre les coûts de développement et les coûts de supervision du chantier. Le Producteur est en charge de la maîtrise d'ouvrage du projet et s'appuie également sur un assistant à maîtrise d'ouvrage. Pour les frais de maîtrise d'ouvrage, d'assistance à maîtrise d'ouvrage et de fonctions supports, une chronique du nombre d'ETP mobilisés et de leur coût associé a été demandée au Producteur.
- Le poste « Foncier » couvre les coûts de location du terrain à l'Office National des Forêts (ONF) pendant la phase de construction.

Une demande de crédit d'impôt a été réalisée par le Producteur auprès de la Direction Générale des Finances Publiques (DGFIP). Une partie du montant de ce crédit d'impôt devrait être perçue avant la mise en service industrielle et sera par conséquent déduite de l'assiette de rémunération, conformément à la méthodologie production. Le reste du crédit d'impôt, perçu après la mise en service, est pris en compte au travers de la mise en place d'une prime fixe négative qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception et ce, jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie production.

### 2.2.2. Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1<sup>er</sup>. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies dans la méthodologie de la CRE et précisées en annexe confidentielle. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de cette rémunération est versée en une fois, lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

### 2.2.3. Coûts d'exploitation

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'exploitation exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. Ces coûts sont de deux types : les coûts fixes et les coûts variables d'exploitation.

<sup>4</sup> Arrêté du 14 février 2022 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale de production d'électricité à partir de biomasse porté par la société Sinnamary Biomasse Energie et situé en Guyane

#### 2.2.4. Approvisionnement en biomasse

L'approvisionnement en biomasse constitue le poste de coûts principal des coûts d'exploitation. La centrale valorisera le bois extrait du lac de Petit Saut qui ne peut être valorisé en bois d'œuvre. Le projet de production électrique (société SBE) est étroitement lié au projet d'exploitation forestière en milieu lacustre et de production de bois d'œuvre et de bois-énergie (société Triton), dans la mesure où ce gisement de biomasse constitue l'unique source d'approvisionnement de la centrale et que la centrale constitue l'unique acquéreur de la biomasse produite par la société Triton à partir des connexes de l'exploitation lacustre à ce jour.

Le coût d'achat de la biomasse a fait l'objet de justifications approfondies de la part de la société Triton à la demande de la CRE.

Compte tenu des incertitudes sur les volumes de biomasse et les coûts d'approvisionnement, le contrat passé entre le Producteur et EDF SEI devra prévoir la possibilité d'audits des coûts supportés par le Producteur – en particulier des coûts d'approvisionnement – dès la première année d'exploitation de la centrale. Les résultats de ces audits pourront donner lieu à une révision de la compensation à la baisse ou à la hausse conformément la méthodologie production. Par ailleurs, les contrats passés avec les sous-traitants en charge de l'approvisionnement en biomasse ne devront pas faire obstacle à la transmission de l'ensemble des données permettant l'analyse des coûts qu'ils supportent.

#### 2.2.5. Autres charges d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont couverts par une part de la PPG calculée sur la base des montants prévisionnels de charges fixes exposés par le Producteur. Ces coûts fixes comprennent les coûts de personnel de la centrale (20 ETP), les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui » et les divers impôts et taxes (taxe foncière, CFE, IFR et autres taxes).

Les charges par ETP exposées par le Producteur dans son dossier de saisine étaient supérieures aux coûts exposés pour d'autres projets situés en Guyane, un ajustement à la baisse a donc été réalisé pour retenir des charges de personnel cohérentes avec les niveaux adoptés auparavant.

Les autres coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE (prix proportionnel de l'énergie) calculé sur la base du montant prévisionnel de charge variable exposé par le Producteur. Les charges variables couvrent notamment les coûts des consommables, les coûts d'urée (traitement des fumées), les frais de maintenance variables et les coûts associés à la gestion des cendres. Par rapport au dossier de saisine initiale, les coûts variables ont fait l'objet d'une révision à la baisse, après analyse des justifications et chiffrages exposés par le Producteur.

\*\*\*

Les coûts d'investissement et d'exploitation retenus ainsi que la PPG, la rémunération des IEC et le PPE sont définis dans l'annexe confidentielle.

### 2.3. Surcoûts exceptionnels dus à la crise des matières premières liée au covid

L'épidémie de COVID-19 a induit une baisse de la production des matières premières, qui a conduit à de fortes tensions des chaînes d'approvisionnement du BTP (bétons et aciers) ainsi que sur le fret maritime international lors de la reprise de l'activité économique début 2021. Cette tension, aujourd'hui renforcée par la situation en Ukraine, s'est traduite par une forte augmentation des prix des ossatures en béton et en métal ainsi que du fret maritime international au cours de l'année 2021.

Cette augmentation des coûts n'est pas reflétée dans les devis présentés dans le cadre de la saisine initiale, ces derniers ayant été réalisés à l'été 2020. Le Producteur a ainsi demandé à la CRE la prise en compte de ces surcoûts liés à la hausse des prix des matières premières et du transport international et reflété dans les devis mis à jour au mois de janvier 2022. Dans la mesure où il s'agit de surcoûts liés à un phénomène exceptionnel, indépendant du Producteur et ne pouvant être anticipé au moment de la saisine initiale, la CRE accepte la prise en compte de ces surcoûts. Toutefois, afin d'inciter le Producteur à contenir ces surcoûts, ces derniers seront compensés à l'euro l'euro et dans la limite d'un plafond précisé dans l'annexe confidentielle. Le montant de cette enveloppe non rémunérée sera révisé sur facture lors de la révision de l'assiette d'investissement.

### 2.4. Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production du 17 décembre 2020 prévoit que le montant de la compensation est accompagné d'un régime de bonus-malus incitant le Producteur à respecter son objectif de disponibilité. Cet objectif est décliné par année, ou par plage d'années, pour prendre en compte les performances supérieures (respectivement inférieures) et les moindres besoins (respectivement besoins supplémentaires) en maintenance en début ou fin de vie.

Aucun bonus-malus n'est appliqué à l'installation si la disponibilité réelle annuelle se trouve au sein de la plage de tolérance. Si la disponibilité réelle est supérieure (respectivement inférieure) à la borne supérieure de la plage de tolérance (respectivement à la borne inférieure), alors un bonus (respectivement un malus) est affecté à la compensation. Le bonus (respectivement le malus) est proportionnel à la part fixe de la compensation (PPG) de l'année en question et à l'écart entre la disponibilité réelle et la borne supérieure de la plage (respectivement la borne inférieure).

L'objectif de disponibilité retenu a été revu à la hausse par rapport au niveau proposé par le Producteur dans son dossier de saisine et par rapport au niveau retenu pour des projets développés par le même acteur pour prendre en compte l'expérience dont dispose le Producteur et le savoir-faire acquis. S'agissant des deux premières années d'exploitation, une bande de tolérance plus large a été adoptée pour tenir compte de la montée en charge de la centrale tout en réduisant l'opportunité de bonus pour des installations neuves.

### **3. ANALYSE DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL**

Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel conforme à un appel en base de la centrale et à son objectif de disponibilité sur la durée du contrat, la centrale devrait produire en moyenne environ 81 GWh d'électricité par an.

Selon l'étude commandée par le Producteur, les émissions de gaz à effet de serre devraient être réduites d'environ 20 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an. Cette estimation présente un certain nombre d'incertitudes compte tenu des hypothèses retenues (substitution de l'ensemble de la production à une production au fioul, incertitude sur l'évaluation de l'impact de l'extraction de la biomasse immergée).

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par la centrale biomasse, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE), devrait représenter un montant total de l'ordre de 570 M€ sur 25 ans, soit en moyenne 23 M€/an<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> L'estimation des charges de SPE correspondant au présent contrat tient compte de l'inflation des charges d'exploitation de 2%.

**DECISION DE LA CRE**

En application de l'article L. 121-7 et des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 12 octobre 2020 par EDF SEI, d'un projet de contrat établi entre la société EDF et la société Sinnamary Biomasse Energie, filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale de production d'électricité à partir de biomasse issue de bois immergé du lac de Petit Saut. Ce projet, d'une puissance de 10,56 MWe, est situé sur la commune de Sinnamary en Guyane. Le contrat porte sur une durée de 25 ans.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 20 janvier 2022, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 14 février 2022, le taux de rémunération pour ce projet à 9,4 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour évaluer le coût de production normal et complet du projet et déterminer le niveau de compensation.

Le surcoût d'achat, supporté par les charges de service public de l'énergie induit par la centrale est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, à 23 M€ par an.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux montants et modalités définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF au titre de ce contrat seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et le Producteur. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires, au ministre de l'intérieur et des outre-mer et au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 21 juillet 2022.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Une Commissaire,**

**Catherine EDWIGE**